

Физико-математическая модель пароциклической обработки с параллельным наклонным смещением фронта прогрева

Ковальчук Татьяна Николаевна

Гильманов Александр Янович

Тюменский государственный университет

Шевелев Александр Павлович

t.n.kovalchuk@mail.ru

На данный момент из-за падения темпов добычи углеводородов возникает потребность в совершенствовании методов нефтедобычи. В последнее десятилетие разработка пластов трудноизвлекаемой нефти имела значительный успех, однако проблемы остаются, поскольку скорость потока быстро снижается, при этом коэффициенты извлечения нефти низки. Применение термических методов воздействия на пласты высоковязких нефтей позволяет повысить эффективность разработки.

Построение моделей пластовых процессов в случае пароциклического воздействия на нефтяные пласты – это актуальная задача. Для решения комплекса практических задач имеется необходимость в наличии моделей циклического теплового воздействия на нефтяные пласты. Главным образом на выбор оптимального режима нефтедобычи влияют следующие параметры: протяженность прогретой области в пространстве, дебит нефти, интервал времени за который происходит закачка теплоносителя в пласт, а также время паротеплового воздействия. Для определения искомых параметров в настоящее время используются гидродинамические симуляторы или вводятся допущения, которые в значительной степени упрощают моделирование движения теплового фронта и при этом приводят к существенным погрешностям.

Снижение значения вязкости нефти при увеличении температуры оказывает значительное влияние на дебит и коэффициент извлечения нефти. В случае маломощных пластов высоковязкой нефти имеется необходимость в применении именно технологии пароциклического воздействия, поскольку не имеется возможности для бурения нагнетательной скважины.

Распределение пара в пласте является неравномерным и зависит от глубины. Физико-математическая модель пароциклической обработки с параллельным наклонным смещением фронта прогрева основана на определенных предположениях. Имеется отчетливая граница между прогретой и «холодной» нефтью. Граница – прямая линия. В декартовой системе координат при начальных условиях она определяется максимальными мощностью h и радиусом прогрева. Впоследствии граница раздела перемещается параллельно своему начальному положению, область прогретой нефти уменьшается. Равенство тепловых потерь W с закачиваемой теплотой H приводит к выражению:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} \pi r \alpha (T(r) - T_0) dr = \frac{dH}{dt} = Q_3 \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l) \quad (1)$$

где α – коэффициент теплоотдачи, T_s и T_0 – температуры пара и пласта, Q_3 – дебит закачки пара, ρ_s и c_s – плотность и теплоёмкость пара, l – удельная теплота парообразования, r_w – радиус скважины. Выражение (1) позволяет определить радиус фронта прогрева r_f .

Текущая координата фронта пара r_* определяется из объёмной скорости движения теплового фронта:

$$D_f = \frac{\pi h r_f^2 - \pi x r_*^2}{3t} = \frac{Q_3 K_T}{m} \quad (2)$$

где x – текущая координата вдоль вертикальной оси из-за параллельного смещения, t – текущий момент времени, m – пористость, K_T – отношение теплосодержания нефти R_0 к теплосодержанию породы R_r . Тогда

$$r_*(t) = \sqrt[3]{\left(\pi h r_f^2 - \frac{3t Q R_0}{m R_r} \right) \frac{r_f}{\pi h}} \quad (3)$$

Описание прогретой области посредством предлагаемой конусообразной модели является более точным в сравнении с простейшей цилиндрической моделью.

Теплофизические процессы, учитываемые в пределах представленной выше модели, описываются с помощью законов сохранения. Численные методы позволяют промоделировать вышеуказанный теплофизический процесс при составлении системы состоящей из законов сохранения. Определение протяженности зоны прогретой нефти происходит с учетом расхода и теплосодержания теплоносителя, мощности пласта и тепловых свойств породы. Вывод итогового равенства для дебита осуществляется из

уравнения Дарси. Дебит жидкости в скважину с учетом зонального изменения температуры и вязкости нефти в рамках данной модели будет определяться выражением:

$$Q = \frac{\pi k (p_c - p_w) \sqrt{1 + \left(\frac{h}{r_c}\right)^2}}{\mu \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_*}\right) + \mu_T \left(\frac{1}{r_*} - \frac{1}{r_w}\right)} \quad (4)$$

где μ_T , μ – вязкость нефти при температуре пара T_s и при пластовой температуре, p_c – давление на контуре питания, p_w – давление на забое скважины, k – проницаемость. Это выражение учитывает, что нагретая нефть находится в конусообразной зоне от скважины до координаты r_* , непрогретая – в остальной области фильтрации до радиуса контура питания r_c .

Предложена физико-математическая модель пароциклической обработки с параллельным наклонным смещением фронта прогрева с учетом размеров прогретой зоны. Предложенная методика предоставляет возможность более точным образом предсказать технологические параметры разработки месторождения. Это позволит выбрать более рациональный режим разработки пласта и, следовательно, увеличить коэффициент извлечения нефти.

Зависимость дебита от времени при определенных модельных параметрах будет иметь вид (рис.1), в случае если для моделирования взяты следующие параметры; $\mu = 0,01 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\mu_T = 0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $r_c = 900 \text{ м}$, $r_w = 0,1 \text{ м}$, $Q_s = 0,05 \text{ м}^3/\text{с}$, $\rho_s = 40 \text{ кг/м}^3$, $c_s = 4400 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$, $l = 2300000 \text{ Дж/кг}$, $T_0 = 350 \text{ К}$, $T_s = 450 \text{ К}$, $\alpha = 0,5 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$, $m = 0,3$, $h = 20 \text{ м}$, $p_c = 200 \cdot 10^5 \text{ Па}$, $p_w = 10 \cdot 10^5 \text{ Па}$; $\rho_r = 2500 \text{ кг/м}^3$, $\rho_o = 800 \text{ кг/м}^3$ – плотности породы и нефти; $c_r = 1000 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$, $c_o = 4500 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$ – теплоемкость породы и нефти.

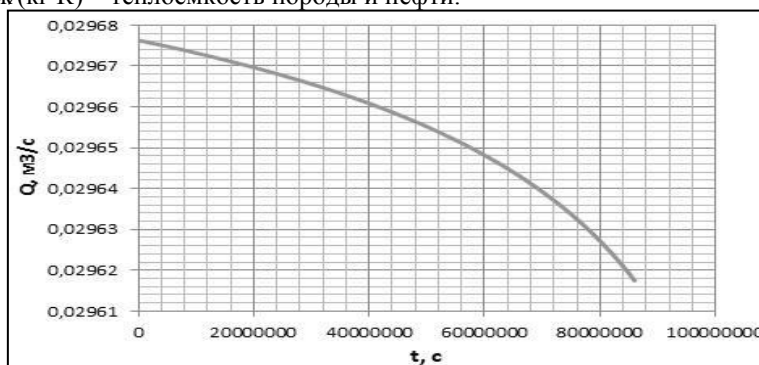


рис.1. Зависимость дебита от времени для разработанной модели

Моделирование древовидных структур на поверхности воды с помощью пакета ANSYS

Русова Дарья Александровна

Мартюшев Леонид Михайлович, Звонарев Константин Валерьевич

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина

Мартюшев Леонид Михайлович, д.ф.-м.н.

dariarusova@mail.ru

Ранее в работе [1] было обнаружено на поверхности воды распределение температуры древовидной (фрактальной) формы. Условия эксперимента были следующие. Вода, нагретая до температур 30-40°C, находилась в круглой стеклянной емкости (диаметром 100 мм). Глубина жидкости была 5-10 мм. Жидкость граничила с воздухом, находящимся при комнатной температуре. Наблюдение поверхности жидкости велось в тепловизор Infratec ImageIR. Древовидные ветви структур имели температуру примерно на 3 °C меньшую, чем окружающая жидкость. Природа этих структур до конца не понятна, с этой целью было предпринято их математическое моделирование.

Численное моделирование задачи выполнялось в пакете ANSYS FLUENT. Конвективное движение несжимаемой жидкости описывалось системой уравнений движения механики сплошных сред:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \vec{U}) = 0, \quad (1)$$